



Terbit *online* pada laman web jurnal :
<https://ejournal.sttp-yds.ac.id/index.php/js/index>

SAINSTEK

| ISSN (Print) 2337-6910 | ISSN (Online) 2460-1039 |



Pemanfaatan Sistem Skema Loop Pada Jaringan Tegangan Tinggi 150 kV Rangkaian Kid Dumai Dengan Rangkaian Siak

Fadhli Palaha^{a*}, Engla Harda Arya^b, Machdalena^c, Viki Destika Putri^d

^{abcA}Sekolah Tinggi Teknologi Pekanbaru, Jl. Dirgantara No.4 Arengka Raya, Kota Pekanbaru

INFORMASI ARTIKEL

Sejarah Artikel:

Diterima Redaksi: 16 Juni 2025

Revisi Akhir: 27 Juni 2025

Diterbitkan Online: 29 Juni 2025

KATA KUNCI

Radial
 Loop Scheme
 Expansion
 Existing
 Grid Code.

*KORESPONDENSI

Telepon: -

E-mail: fadhlyyy@yahoo.com

ABSTRACT

Pertumbuhan beban puncak Riau rata-rata 10 tahun mendatang sebesar 6,5% (RUPTL 2021-2030) dikarenakan pelanggan yang besar terutama rencana untuk pertamina hulu Rokan (400 MW), pelanggan pertamina RU II berpotensi memperluas pelanggan eksisting di Kawasan Industri (KID) Dumai. Pasokan listrik ke Dumai masih bersifat radial dengan mengandalkan transmisi Balai Pungut - Duri - Dumai. Apabila terjadi gangguan transmisi di GI Balai Pungut - Duri maka akan terjadi risiko tinggi terjadinya pemadaman listrik bagi GI yang memasok listrik ke pelanggan industri di Dumai. Untuk meningkatkan kehandalan jaringan di Riau untuk pasokan listrik ke Dumai maka perlu diterapkan sistem skema loop antara GI Siak - GI KID. Dengan hasil skenario II (looping KID-SIAK) yang menurun sebesar 39%, Skenario VIII (Ekspansi Beban di Vienna Pasca Looping KID-SIAK), dan Skenario X (Generator MPP Duri Mati Pasca Looping KID-SIAK) merupakan skenario yang paling aman untuk dilaksanakan dari nilai tegangan yang memenuhi persyaratan yang diizinkan oleh standar Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (GRID CODE), yaitu tidak kurang dari 10% dan tidak lebih dari 5% dari tegangan nominalnya pada ekspansi beban 12 MW.

1. PENDAHULUAN

Berdasarkan data evaluasi bulan Agustus tahun 2022, realisasi beban puncak subsistem Riau adalah 934 MW. Adapun beban puncak Riau pada bulan Agustus 2021 adalah 819 MW atau tumbuh sebesar 14% terhadap tahun lalu. Sementara pertumbuhan energi Riau dibandingkan periode yang sama dengan tahun lalu juga masih tumbuh sebesar 10.2 %. Itu artinya meskipun dalam kondisi pandemi, beban puncak dan energi di provinsi Riau masih mencatatkan pertumbuhan yang positif.

Adapun pertumbuhan rata – rata beban puncak Riau 10 tahun ke depan adalah sebesar 6.5 % (Berdasarkan RUPTL 2021 – 2030). Pertumbuhan tersebut ditopang oleh pelanggan besar terutama rencana suplai ke Pertamina Hulu Rokan (400 MW), pelanggan Pertamina RU II maupun potensi ekspansi pelanggan eksisting di Kawasan Industri Dumai (KID).

Sementara itu, suplai listrik ke arah Dumai saat ini masih menggunakan sistem radial dengan mengandalkan saluran transmisi yang membentang dari Balai Pungut - Duri – Dumai, hal ini mengindikasikan bahwa akan ada risiko pemadaman yang cukup signifikan jika terjadi gangguan transmisi di Ruas Gardu Induk Balai Pungut-Duri, terutama untuk gardu yang menyuplai pelanggan Industri di kawasan Dumai

Berkaitan dengan hal – hal tersebut maka untuk meningkatkan kehandalan jaringan di Riau, khususnya pada suplai listrik ke arah Dumai dari *circuit* KID-SIAK perlu dilakukan pembangunan SUTT 150 kV.

Pada Analisa penggunaan Sistem Loop Scheme jaringan tegangan tinggi 150 kV antara *Circuit* KID Dumai dengan *Circuit* Siak digunakan sebuah aplikasi PSSE (*Power System Simulator for Engineering*) yang akan mensimulasikan nilai tegangan dan pembebanan penghantar pada masing-masing Gardu Induk pada Sub Sistem Riau khususnya pada Kawasan Industri Dumai dan

Siak dengan tujuan penelitian agar mengetahui profil tegangan di sekitar Dumai, Mengetahui kondisi pembebanan penghantar eksisting dan setelah dibuat skenario *loop scheme* pada segmen KID-SIAK dan serta Meningkatkan ekspansi penjualan energi listrik pada Sistem Riau yang dipengaruhi Kawasan Industri Dumai?

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Perhitungan Aliran Daya

Kajian aliran daya bertujuan untuk mengetahui besarnya arus, daya, faktor daya, dan daya reaktif pada berbagai titik daya, selain dapat dimanfaatkan dalam perumusan dan penyelesaian masalah yang akan dibahas. Sistem yang sedang berlangsung atau diantisipasi untuk operasi normal. Hal ini menjadikan kajian aliran daya sangat penting untuk menunjang keberhasilan operasi yang optimal.

Mempelajari aliran daya menjadi bagian penting dari perencanaan sistem dan perkembangan dengan cara memahami pengaruh beban yang ada, pembangkitan unit baru, dan saluran transmisi lebih penting dari apa pun untuk keberhasilan pengoperasian sistem tenaga di masa mendatang.

Jadi, generator bukanlah fokus utama studi aliran daya melainkan bus. Dalam pelajaran aliran daya, terdapat beberapa bus, yaitu :

1. Generator bus (biasa dikenal dengan bus pembangkitan) atau (P-V bus)
 - a) Terhubung dengan generator.
 - b) P dan V dari generator diketahui dan tetap.
 - c) Sudut fasa dan Q dari daya reaktif generator dihitung.
2. Bus pembebanan (P-Q bus)
 - a) Terhubung dengan beban.
 - b) Q dan P dari beban diketahui dan tetap.
 - c) V dan sudut fasa tegangan dihitung.
3. Bus referensi (*swing bus* atau *slack bus*)
 - a) Terhubung dengan generator.
 - b) V dan sudut fasa dari generator diketahui dan tetap.
 - c) P dan Q dapat dihitung.

Kekurang daya nyata (P) maupun daya reaktif (Q) akan disuplai oleh Bus referensi dengan kata lain bus referensi memiliki fungsi untuk menanggung semua rugi daya yang terjadi pada jaringan. Generator/pembangkit terbesar atau bus yang tak terbatas seperti system interkoneksi biasanya menjadi acuan untuk disebut sebagai bus referensi.

Terdapat 4 besaran untuk setiap bus, yaitu:

1. Daya reaktif (Q)
2. Daya real atau daya aktif (P)
3. Sudut fasa tegangan (θ)
4. Harga skalar tegangan (V)

2.2 Satuan Per Unit (p.u)

Satuan per Unit adalah standar yang digunakan dalam perhitungan. Satuannya disebut dengan pu. Dalam perhitungan, standarnya adalah satuan per unit. Biasanya MVA_{dasar} dan kV_{dasar} berfungsi sebagai dasar untuk perhitungan satuan per unit sebelum impedansi_{dasar} dan arus_{dasar} dihitung. Penyebutnya menggunakan ketentuan dasar kemudian pembilangnya menggunakan parameter tegangan, daya, arus, impedansi pada sistem tenaga listrik untuk memperoleh besarnya satuan p.u.

Adapun acuan yang digunakan dalam perhitungan adalah sebagai berikut:

MVA_{dasar} = Kapasitas dipilih (MVA)

KV_{dasar} = Tegangan dipilih (kV)

MVA_{baru} = Kapasitas baru (MVA)

KV_{baru} = Tegangan baru (kV),

Z_{pu} (baru) = Impedansi Baru

Z_{pu} (awal) = Impedansi Awal

dari dasar-dasar tersebut dapat dicari nilai impedansi dasar dan impedansi per unit selanjutnya, yaitu :

$$\text{Impedansi dasar (Ohm)} = \frac{(kV \text{ dasar})^2}{MVA \text{ dasar}} \dots\dots\dots(1)$$

$$\text{Impedansi perunit (pu)} = \frac{Z \times 1000 \times MVA \text{ dasar}}{kV^2} \dots\dots\dots(2)$$

$$\text{Arus dasar (Amp)} = \frac{VA \text{ dasar}}{\sqrt{3} \times kV \text{ dasar}} \dots\dots\dots(3)$$

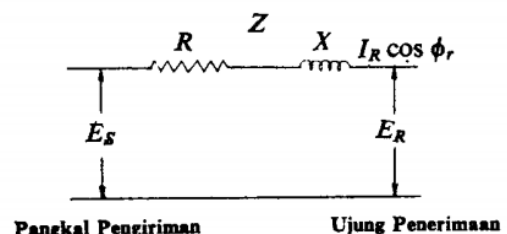
$$Z_{\text{pu baru}} (\text{pu}) = Z_{\text{pu(awal)}} \times \frac{kV_{\text{dasar}}^2}{kV_{\text{baru}}^2} \times \frac{MVA \text{ baru}}{MVA \text{ dasar}} \dots\dots\dots(4)$$

2.3 Saluran Transmisi

Panjang saluran transmisi menentukan bagaimana rangkaian simulasi dapat digunakan untuk mewakilinya. Panjang saluran transmisi dapat dibagi menjadi tiga kategori yaitu :

A. Saluran Transmisi Jarak Pendek

Karena memiliki saluran yang panjangnya kurang dari 80 km Saluran ini dapat dianggap sebagai rangkaian impedansi yang terdiri dari tahanan dan induktansi. Gambar 1 menggambarkan rangkaian ekuivalen saluran transmisi jarak pendek.



Gambar 1 Rangkaian Ekuivalen untuk Saluran Transmisi jarak pendek

Keterangan :

I_R = Arus pada ujung terima atau ujung beban.

Z = $R + jX$ = impedansi saluran.

R = Tahanan Kawat

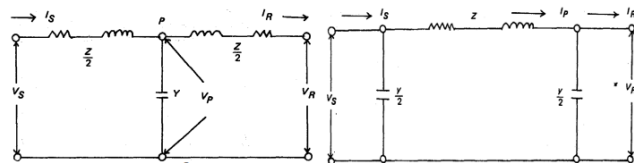
X = Reaktansi kawat

E_s = Tegangan pada ujung generator atau ujung kirim.

E_R = Tegangan pada ujung beban atau ujung terima.

B. Saluran Transmisi Jarak Menengah

Saluran transmisi sepanjang 80-250 km konduktor dimodelkan dengan impedansi penghantar (R dan XL). Nilai kapasitansi penghantar tidak dapat diabaikan pada saluran transmisi jenis menengah ini. Rangkaian dapat digambarkan dalam bentuk T dan Π pada gambar 2 berikut:



(a) Rangkaian T

(b) Rangkaian Π

Gambar 2. Rangkaian Ekuivalen untuk Saluran Transmisi Jarak Menengah

Keterangan :

V_R = tegangan pada ujung beban atau ujung terima.

I_R = arus pada ujung beban atau ujung terima

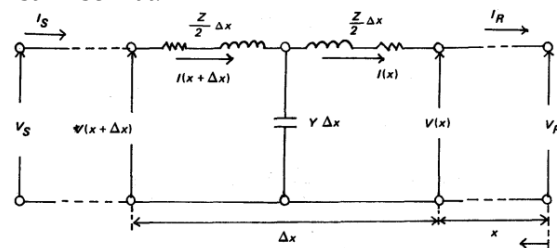
V_S = tegangan pada ujung kirim atau ujung generator.

I_S = arus pada ujung generator atau ujung kirim.

$Z = R + jX$ = impedansi saluran.

C. Saluran Transmisi Jarak Panjang

Merupakan saluran transmisi yang panjangnya lebih dari 250 km. Dikarenakan memiliki nilai kapasitansi dan impedansi penghantar yang tak terhingga (R dan XL), Metode perkiraan rangkaian ekuivalennya ditunjukkan pada gambar 3 berikut:



Gambar 3 Rangkaian Ekuivalen untuk Saluran Transmisi Jarak Panjang

Keterangan :

V_R = tegangan pada ujung beban atau ujung terima.

I_R = arus pada ujung beban atau ujung terima

V_S = tegangan pada ujung kirim atau ujung generator.

I_S = arus pada ujung generator atau ujung kirim.

Y = admitansi shunt per satuan panjang.

Z = impedansi saluran ($R + jX$)

2.4 Kriteria Perencanaan Transmisi dan Gardu Induk

Berdasarkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik RUPTL 2021-2031, Komposisi N-1 kontingensi statis dan dinamis digunakan dalam perencanaan transmisi. Maksud dari kriteria N-1 adalah untuk menjamin kelangsungan tenaga listrik tetap terjaga pada saat terjadi kegagalan rangkaian transmisi dengan mensyaratkan rangkaian transmisi yang tersisa untuk dapat mengalirkan seluruh arus beban. Menurut kriteria dinamis N-1, gangguan hubung singkat 3 fasa yang diikuti dengan hilangnya rangkaian transmisi tidak dapat mengakibatkan hilangnya ikatan sinkron antara dua kelompok generator. Ketika ada kondisi tertentu yang dapat ditunjukkan oleh studi yang dapat menyebarkan pemadaman listrik (*black out*), kriteria kontingensi yang kredibel dapat digunakan untuk merencanakan transmisi.

2.5 Aplikasi PSSE (Power System Simulator for Engineering)

PSSE merupakan program yang komprehensif untuk studi sistem tenaga jaringan transmisi dan kinerja pembangkitan baik dalam kondisi statis maupun dinamis. Pada aplikasi ini terdapat fasilitas perhitungan untuk berbagai analisis, termasuk:

- Aliran daya dan fungsi jaringan terkait
- Aliran daya yang optimal
- Kesalahan seimbang dan tidak seimbang
- Konstruksi setara jaringan
- Simulasi dinamis

2.6 Metode Newton Raphson

Berbagai pendekatan telah diambil untuk mengatasi masalah yang berkaitan dengan aliran daya. Matriks bus admitansi (Y) adalah salah satu titik awal yang paling umum untuk penelitian aliran daya. Newton Raphson kemudian digunakan untuk menyelesaikan matriks tersebut.

Dioptimalkan secara tekno-ekonomis, pendekatan ini memberikan solusi analisis aliran beban yang lebih cepat dan mempertahankan sistem yang stabil. Metode ini memuat aliran beban yaitu besaran tegangan, sudut fasa, daya nyata dan reaktif sehingga solusi yang dihasilkan tepat, akurat, dan sangat akurat. Membentuk matriks bus *admittance* (Y) adalah pendekatan yang paling sering digunakan sebagai salah satu sumber fundamental untuk studi aliran daya. Persamaan aliran daya ditulis dalam bentuk polar menggunakan pendekatan ini.

Persamaan berikut (bentuk polar) dapat digunakan untuk menyatakan arus yang memasuki bus i :

$$I_i = \sum_j^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \dots \dots \dots (5)$$

Daya Kompleks pada bus i adalah :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \dots \dots \dots (6)$$

Dari persamaan (5) dan (6) didapat persamaan:

$$P_i - jQ_i = |V_i| - \delta 1 \sum_j^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \dots (7)$$

Atau apabila dipisahkan real dan imajiner

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \dots (8)$$

Dan

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \dots (9)$$

Dengan variabel bebas, persamaan (8) dan (9) membentuk persamaan aljabar nonlinier. Magnitudo masing-masing variabel dinyatakan dalam satuan per unit, dan besaran sudut fasa dinyatakan dalam satuan radial. Deret Taylor berfungsi sebagai dasar untuk metode penghitungan iterasi Jacobian ini dengan rumus :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \dots (10)$$

Dengan

Q_i = Daya reaktif ke- i

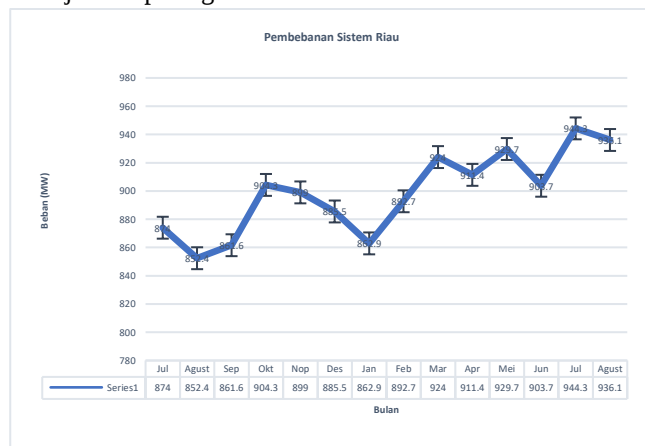
P_i = Daya aktif ke- i

Y_{ij} = Admittansi

V_i = Tegangan ke- i

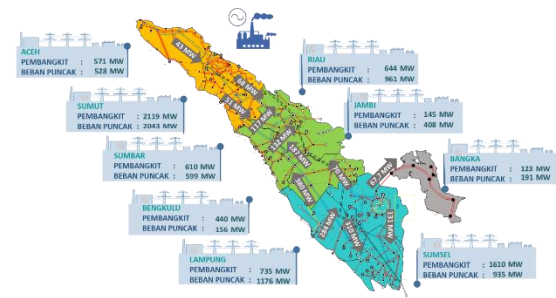
3. METODOLOGI

Saat ini sistem Riau sudah terinterkoneksi dengan menggunakan tegangan 150 kV. Beban Riau pada bulan Agustus di Tahun 2021 adalah 852,4 MW dan pada bulan Agustus 2022 beban Riau adalah 936,1 MW (9,8%). Beban puncak Riau tumbuh sepanjang tahun 2022 meskipun masih tedampak pandemi. Pembebanan Sistem Riau dari Bulan Agustus 2021 hingga Bulan Agustus 2022 ditunjukkan pada gambar



Gambar 4 Grafik Pembebanan Sistem Riau

Profil aliran daya pada saat beban puncak, tanggal 11 Agustus 2022 pada pukul 19:00 WIB ditunjukkan pada gambar 5 berikut:



Gambar 5. Aliran Daya Sistem Sumatera

Dari gambar 5 tersebut ditunjukkan Subsistem Riau memiliki jumlah pasokan sebesar 644 MW sedangkan beban puncaknya mencapai 961 MW, artinya Sistem Riau memiliki jumlah pasokan yang lebih kecil dibandingkan kebutuhan bebannya sehingga masih memerlukan pasokan dari Sistem Lain.

Tegangan Operasi Minimum di Sistem Riau per Agustus 2022 dapat ditunjukkan pada tabel 1 berikut:

Tabel 1 Tegangan Operasi Riau

Nama Gardu Induk	Tegangan Minimum (kV)
Pasir Putih	149
Pangkalan Kerinci	147
Perawang	147
New Garuda Sakti	147
Duri	147
Balai Pungut	146
Dumai	140
Kid	140
Bagan Batu	147

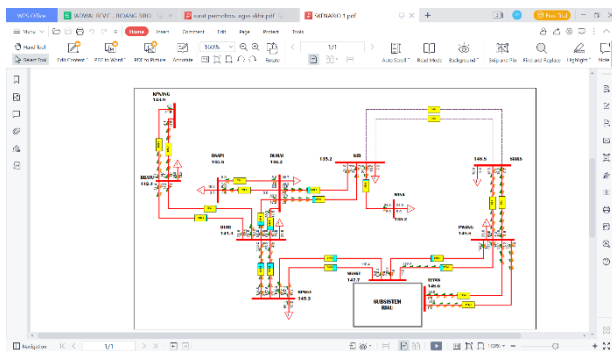
Pembebanan Trafo per Agustus 2022 pada Sistem Riau dapat dilihat pada tabel 2 berikut:

Tabel 2 Pembebanan Trafo Sistem Riau

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Untuk menganalisa pengaruh *looping* jaringan 150 kV antara Gardu Induk KID dan Gardu Induk Siak maka dibuatlah 10 Skenario yang terdiri dari 5 skenario (nomor ganjil) sebelum *looping* dilakukan dan 5 skenario (nomor genap) setelah *looping* dilakukan :

1. Skenario I (Sebelum dilakukan *looping* jaringan KID-SIAK)
2. Skenario II (Saat dilakukan *looping* KID-SIAK)
3. Skenario III (GI Dumai gangguan sebelum *looping* KID-SIAK)
4. Skenario IV (GI Dumai gangguan setelah *looping* KID-SIAK)
5. Skenario V (GI Perawang gangguan sebelum *looping* KID-SIAK)
6. Skenario VI (GI Perawang gangguan setelah *looping* GI KID-SIAK)
7. Skenario VII (Ekspansi Beban di Wina Sebelum *Looping* KID-SIAK)
8. Skenario VIII (Ekspansi Beban di Wina Setelah *Looping* KID-SIAK)
9. Skenario IX (Pembangkit MPP Duri *off* sebelum *looping* KID-SIAK)
10. Skenario X (Pembangkit MPP Duri *off* setelah *looping* KID-SIAK)



Gambar 7. Skenario I (Sebelum dilakukan *looping* jaringan) jaringan KID-SIAK

Berikut adalah hasil *running* penghantar dari simulasi PSSE

Tabel 6 Hasil *running* penghantar dari simulasi PSSE

BUS	KE BUS	CIRCUIT	P(MW)	Q(MVAR)
New Garuda Sakti	Balai Pungut	1	110.4	-5.4
New Garuda Sakti	Balai Pungut	2	110.4	-5.4
New Garuda Sakti	Perawang	1	122.2	-11.6
New Garuda Sakti	Perawang	2	122.2	-11.6
Tenayan	Perawang	1	-33.0	1.5
Tenayan	Perawang	2	-33.0	1.5
Duri	Dumai	1	91.6	18.0
Duri	Dumai	2	91.6	18.0
Duri	Bagan Batu	1	21.8	-12.5
Duri	Bagan Batu	2	21.8	-12.5
Dumai	Duri	1	-89.3	-17.0
Dumai	Duri	2	-89.3	-17.0
Dumai	KID	1	31.9	5.8
Dumai	KID	2	31.9	5.8
Dumai	Bagan Siapi-api	1	8.0	-3.9
Dumai	Bagan Siapi-api	2	8.0	-3.9
Bagan Batu	Kota Pinang	1	4.2	-14.1
Bagan Batu	Kota Pinang	2	4.2	-14.1
Bagan Batu	Duri	1	-21.4	7.3
Bagan Batu	Duri	2	-21.4	7.3
Balai Pungut	New Garuda Sakti	1	107.2	18.7
Balai Pungut	New Garuda Sakti	2	107.2	18.7
Balai Pungut	Duri	1	157.6	3.1
Balai Pungut	Duri	2	157.6	3.1
Perawang	N Garuda Sakti	1	122.7	14.1
Perawang	N Garuda Sakti	2	122.7	14.1
Perawang	Tenayan	1	33.1	-3.2
Perawang	Tenayan	2	33.1	-3.2
Perawang	Siak	1	18.5	-4.6
Perawang	Siak	2	18.5	-4.6
Siak	Perawang	1	-18.5	0.7
Siak	Perawang	2	-18.5	0.7
KID	Dumai	1	-31.8	-6.4
KID	Dumai	2	-31.8	-6.4
KID	Wina	1	24.5	4.9
Wina	KID	1	-24.5	-5.0
Bagan Siapi-api	Dumai	1	-8.0	-1.6
Bagan Siapi-api	Dumai	2	-8.0	-1.6

Tabel 7 Hasil *running* Generator dari simulasi PSSE

Bus Name	Tegangan (kV)	Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qgen (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
G1-Teluk							
Lembu	11	0.0000	21,60	2,54	10,81	13,39	-15,00
G2- Teluk							
Lembu	11	0.0000	21,60	2,54	10,81	13,39	-15,00
G3- Teluk							
Lembu HSD	11	0.0000	20,00	2,35	3,44	12,39	-9,00
GU-Riau							
Power	11	0.0000	20,00	2,50	2,50	15,00	-15,00
MPP-Duri 1	11.5	20,00	25,00	2,35	10,98	12,39	-15,00
MPP- Duri 2	11.5	20,00	25,00	2,35	10,98	12,39	-15,00
MPP- Duri 3	11.5	20,00	25,00	2,35	10,98	12,39	-15,00
U1-Tenayan	11	80,00	110,00	12,80	13,94	73,29	-40,00
U2-Tenayan	11.5	80,00	110,00	12,80	13,94	73,29	-40,00
G1-Balai							
Pungut	11.5	0.0000	20,00	2,35	-5,00	12,39	-5,00
G2-Balai							
Pungut	11.5	0.0000	20,00	2,35	-5,00	12,39	-5,00
MG- Balai							
Pungut	6.5	100,00	112,00	11,76	40,69	61,97	-63,00
GU- Balai							
Pungut	6.5	0.0000	40,00	11,76	0.0000	26,00	-8,50
GT11-Riau	11.5	70,00	82,00	40,30	10,24	43,20	-26,70
GT12- Riau	11.5	70,00	82,00	40,30	10,24	43,20	-26,70
ST10- Riau	11.5	100,00	111,00	40,30	14,49	55,69	-26,70
A1-Koto							
Panjang	11	30,00	38,00	4,75	5,50	28,50	-15,00
A2- Koto							
Panjang	11	30,00	38,00	4,75	5,50	28,50	-15,00
A3- Koto							
Panjang	11	30,00	38,00	4,75	5,50	28,50	-15,00

Tabel 8. Hasil *running transformer* dari simulasi PSSE

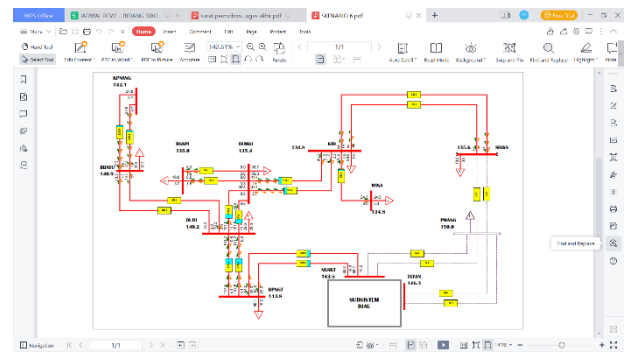
Bus Name	S Nampelate (MVA)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	S (MVA)
Garuda Sakti	240	157,436	55,437	166,9112
Teluk Lembu	180	82,626	16,921	84,34083
Pasir Putih	120	78,232	25,767	82,36616
New Garuda Sakti	60	35,987	7,278	36,71558
GIS Kota Pekanbaru	120	38,842	7,884	39,63406
Tenayan	30	16,671	3,375	17,0092
Kota Panjang	90	30,035	8,595	31,2406
Bangkinang	90	51,793	15,143	53,96133
Duri	120	79,646	23,853	83,14115
Dumai	150	98,653	30,257	103,1887
Bagan Batu	100	34,573	13,460	37,10073
Rengat	60	39,256	7,990	40,06087
Pangkalan Kerinci	90	28,536	5,788	29,11708
Balai Pungut	90	59,109	15,248	61,04404
Perawang	60	28,968	5,913	29,56533
Pasir Pangaraian	90	40,284	9,970	41,49942
Siak	60	18,854	3,817	19,2365
KID	60	39,044	7,855	39,82631
Wina	80	24,517	4,980	25,01767
Bagan Siapi-api	30	15,970	3,250	16,29734
Tembilahan	60	41,755	8,451	42,60164
Kota Pinang	90	26,0096	5,3062	26,54534

Tabel 9 Hasil Skenario I sebelum looping

No	Skenario	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Segmen	Pembebanan Penghantar (%)
1	I	NGSKT	147.7 kV	NGSKT - BPNGT	34%
				NGSKT - PWANG	30%
		BPNGT	145.3 kV	BPNGT - DURI	55%
		DURI	141.3 kV	DURI - BBATU	18%
				DURI - DUMAI	34%
		BBATU	142.4 kV	BBATU-KPNANG	10%
		KPNANG	143.9 kV		
		DUMAI	136.2 kV	DUMAI – BSAPI	7%
				DUMAI - KID	24%
		BSAPI	135.8 kV		
		KID	135.2 kV	KID-WINA	18%
		WINA	135.2 kV		
		TEYAN	148.6 kV	TYAN-PWANG	11%
		PWANG	148.8 kV	PWANG-SIAK	5%
SIAK	148.8 kV				

Berdasarkan tabel 9 Gardu Induk Dumai, Bagan Siapi-Api, KID, dan Wina berturut turut memiliki tegangan sebesar 136.2 kV, 135.8 kV, 135.2 kV, dan 135.2 kV. Dari hasil skenario I tersebut menunjukkan bahwa tegangan di GI tersebut sudah mendekati batas minimum tegangan yang dipersyaratkan oleh *Grid Code* Sumatera yaitu kurang dari 10% nominalnya.

Sementara untuk pembebanan penghantar paling tinggi adalah di segmen Bapalipungut-Duri yaitu sebesar 55% yang berarti segmen tersebut sudah tidak memenuhi kriteria N-1, yang dimaksudkan kriteria N-1 adalah untuk menjaga kelangsungan penyaluran tenaga listrik, rangkaian transmisi yang tersisa harus dapat mengalirkan seluruh arus beban jika terjadi kegagalan rangkaian transmisi, baik akibat pemeliharaan maupun gangguan.



Gambar 8 Salah Satu Hasil Skenario yaitu skenario VI (GI Perawang gangguan setelah looping GI KID-SIAK)

Dari Gambar 8 Skenario VI, dapat diperoleh nilai tegangan dan pembebanan penghantar seperti pada tabel 10 berikut :

Tabel 10 Hasil Skenario VI setelah Looping

No	Skenario	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Segmen	Pembebanan Penghantar (%)
6	VI	NGSKT	143.2 kV	NGSKT - BPNGT	30%
				NGSKT - PWANG	0%
		BPNGT	142.7 kV	BPNGT - DURI	45%
		DURI	138.6 kV	DURI - BBATU	10%
				DURI - DUMAI	41%
		BBATU	139.6 kV	BBATU-KPNANG	22%
		KPNANG	141.0 kV		
		DUMAI	133.2 kV	DUMAI – BSAPI	7%
				DUMAI - KID	38%
		BSAPI	132.8 kV		
		KID	132.4 kV	KID-WINA	19%
		WINA	132.4 kV		
		TEYAN	0 kV	TYAN-PWANG	0%
		PWANG	0 kV	PWANG-SIAK	0%
SIAK	133.0 kV	KID-SIAK	6%		

Berdasarkan tabel 10, dari hasil skenario VI tersebut menunjukkan bahwa saat terjadi padam di GI Perawang setelah adanya looping antara KID-SIAK maka akan menyebabkan GI Teyan padam, namun GI Siak mendapatkan supply dari GI KID, sehingga meminimalisir hilangnya daya yang disupply oleh GI Perawang. Namun, Tegangan pada GI Duri, GI Bagan Batu sudah mendekati batas minimum yang dipersyaratkan oleh *Grid Code* Sumatera dan tegangan pada GI Dumai, GI Bagan Siapi-api, GI KID, dan GI Wina sudah melewati batas minimum tegangan yang dipersyaratkan oleh *Grid Code* Sumatera. Sementara untuk pembebanan penghantar Gardu Induk yang tidak padam masih memenuhi kriteria N-1 yaitu untuk menjaga kelangsungan penyaluran tenaga listrik, rangkaian transmisi yang tersisa harus dapat mengalirkan seluruh arus beban jika terjadi kegagalan rangkaian transmisi, baik akibat pemeliharaan maupun gangguan.

Untuk menentukan berapa beban maksimum yang dapat ditambahkan dengan memperhatikan batas tegangan yang diizinkan serta kriteria N-1 penghantar, yang dimaksudkan kriteria N-1 adalah untuk menjaga kelangsungan penyaluran tenaga listrik, rangkaian transmisi yang tersisa harus dapat mengalirkan seluruh arus beban jika terjadi kegagalan rangkaian transmisi, baik akibat pemeliharaan maupun gangguan, maka dilakukanlah 12 Skenario sebagai berikut:

1. Skenario XI (Penambahan beban maksimum GI Bagan Batu)
2. Skenario XII (Penambahan beban maksimum GI Balai Pungut)
3. Skenario XIII (Penambahan beban maksimum GI Bagan Siapi-Api)
4. Skenario XVI (Penambahan beban maksimum GI Dumai)
5. Skenario XV (Penambahan beban maksimum GI Duri)
6. Skenario XVI (Penambahan beban maksimum GI KID)
7. Skenario XVII (Penambahan beban maksimum GI Kota Pinang)
8. Skenario XVIII (Penambahan beban maksimum GI New Garuda Sakti)
9. Skenario XIX (Penambahan beban maksimum GI Perawang)
10. Skenario XX (Penambahan beban maksimum GI Siak)
11. Skenario XXI (Penambahan beban maksimum GI Tenayan)
12. Skenario XXII (Penambahan beban maksimum GI Wina)

Dari Skenario I hingga X silakukan dapat dibandingkan nilai tegangan dan Penghantar Seperti pada tabel 11 dan 12 berikut:

Tabel 11 Perbandingan tegangan skenario I hingga X

NO	Gardu Induk	TEGANGAN (KV)									
		SEKENARIO									
		II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	
1	NGSKT	147.7	148.3	149.0	148.8	144.0	143.2	147.4	148.1	146.1	147.5
2	BPNGT	145.3	148.3	149.7	149.6	143.7	142.7	144.7	148.0	141.4	146.6
3	DURI	141.3	146.5	149.0	148.9	139.9	138.6	140.3	146.1	137.5	145.1
4	BBATU	142.4	145.7	147.1	147.1	140.9	139.6	141.7	145.4	139.9	144.8
5	KPNNAU	143.9	146.4	147.6	147.5	146.4	141.0	143.4	146.2	141.9	145.7
6	DUMAI	136.2	144.6	0	0	134.7	13.2	134.6	143.9	132.1	143.3
7	BSAPI	135.8	144.3	0	0	134.2	132.8	134.1	143.6	131.6	143.0
8	KID	135.2	145.0	0	0	133.7	132.4	133.4	144.1	131.1	143.7
9	WINA	135.2	144.9	0	148.9	133.6	132.4	133.1	143.1	143.1	143.3
10	TEYAN	148.6	148.9	149.4	149.2	0	0	148.4	144.7	141.7	148.2
11	PWANG	148.6	149	149.7	149.4	0	0	148.6	148.8	147.6	148.2
12	SIAM	148.8	148.2	149.6	149.5	0	133.0	148.6	147.8	147.6	147.2

Dari hasil perbandingan tegangan skenario I hingga Skenario X tabel 11 dapat diambil kesimpulan bahwa berdasarkan aturan *Grid Code* Sumatera Poin CC 3.2 terkait Variasi pada Tegangan Sistem halaman 27, tegangan yang diizinkan tidak boleh kurang 10% dan lebih 5% dari tegangan nominalnya, sehingga skenario II (Saat dilakukan *looping* KID-SIAK) , Skenario VIII (Ekspansi Beban di Wina Setelah *Looping* KID-SIAK), dan Skenario X (Pembangkit MPP Duri OFF setelah *Looping* KID-

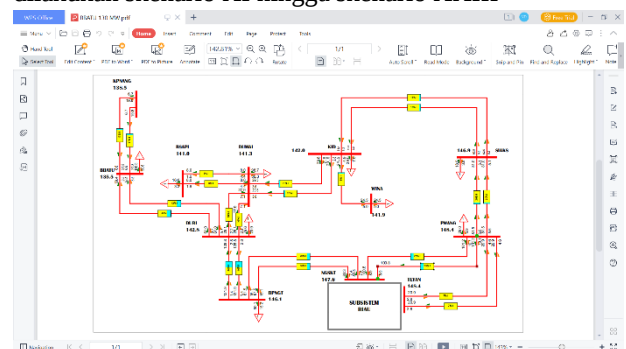
SIAK) adalah skenario yang paling aman untuk diterapkan.

Tabel 12. Perbandingan Pembebanan Penghantar Skenario I hingga X

	Segmen	Pembebanan Pengantar (%)									
		Skenario									
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
1	NGSKT – BPNGT	34%	20%	12%	12%	26%	30%	36%	21%	43%	26%
2	NGSKT – PWANG	30%	22%	19%	18%	0%	0%	31%	22%	34%	25%
3	BPNGT – DURI	55%	39%	31%	30%	45%	45%	57%	40%	54%	36%
4	DURI – BBATU	18%	24%	32%	31%	6%	10%	17%	24%	15%	21%
5	DURI – DUMAI	34%	13%	0%	0%	34%	41%	37%	14%	35%	11%
6	BBATU-KPNANG	10%	14%	21%	20%	17%	22%	10%	13%	11%	12%
7	BBATU-BSPAT	7%	6%	0%	0%	0%	7%	2%	6%	7%	6%
8	DUMAI – KID	24%	15%	0%	0%	24%	28%	29%	12%	25%	18%
9	KID-WINA	18%	17%	0%	17%	19%	19%	28%	26%	19%	17%
10	TYAN-PWANG	11%	6%	8%	6%	0%	0%	11%	6%	13%	7%
11	PWANG-SIAK	5%	18%	2%	12%	0%	0%	5%	18%	5%	19%
12	SIAK-DUMAI	-	13%	-	8%	0%	6%	-	14%	-	15%

Berdasarkan tabel 12 dapat diambil kesimpulan bahwa sekario II (Saat dilakukan *looping* KID-SIAK) , Skenario VIII (Ekspansi Beban di Wina Setelah Looping KID-SIAK), dan Skenario X (Pembangkit MPP Duri OFF setelah Looping KID-SIAK) adalah skenario yang paling aman untuk diterapkan sebab memenuhi kriteria N-1 yaitu untuk menjaga kelangsungan penyaluran tenaga listrik, rangkaian transmisi yang tersisa harus dapat mengalirkan seluruh arus beban jika terjadi kegagalan rangkaian transmisi, baik akibat pemeliharaan maupun gangguan.. Artinya pembebanan penghantar yang dipersyaratkan adalah memiliki pembebanan maksimal 50%.

Untuk mengetahui berapa penambahan beban maksimum yang dapat dilakukan pada masing-masing Gardu Induk, dilakukan skenario XI hingga skenario XXIII



Gambar 9. Salah Satu Hasil Skenario XI Penambahan beban maksimum GI Bagan Batu

Tabel 13 Hasil Skenario XI

No	Skenario	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Segmen	Pembebanan Penghantar (%)
11	XI	NGSKT	147.6 kV	NGSKT - BPNGT	26%
				NGSKT - PWANG	25%
		BPNGT	146.1 kV	BPNGT - DURI	10%
		DURI	142.8 kV	DURI - BBATU	43%
				DURI - DUMAI	10%
		BBATU	135.5 kV	BBATU-KPNANG	17%
		KPNANG	138.5 kV		
		DUMAI	141.3 kV	DUMAI - BSAPI	6%
				DUMAI - KID	21%
		BSAPI	141.0 kV		
		KID	142.0 kV	KID - WINA	18%
		WINA	141.9 kV		
		TEYAN	148.4 kV	TYAN-PWANG	25%
		PWANG	148.4 kV	PWANG-SIAK	20%
		SIAK	146.9 kV	SIAK-KID	16%

Berdasarkan tabel 13 saat beban di Gardu Induk bagan Batu dinaikkan menjadi 130 MW, maka tegangan di GI Bagan Batu menjadi 135.5 kV dan pembebanan penghantar masih memenuhi N-1. Sehingga beban maksimum yang dapat ditambahkan pada Gardu Induk Bagan Batu adalah sebesar 130 MW

Dari Skenario XI hingga XXII dapat disimpulkan pembebanan maksimum yang dapat ditambahkan setelah dilakukannya *looping scheme* ditunjukkan pada tabel 14. Tabel 14. Penambahan Beban Maksimum Masing-Masing GI

NO	NAMA GARDU	BEBAN MAKSIMUM (MW)	P Load (MW)	Pembebanan Maksimum (%)
1	New Garuda Sakti	630	35,987	1750,63
2	Balai Pungut	350	59,109	592,13
3	Duri	220	79,646	276,22
4	Bagan Batu	130	34,573	376,02
5	Kota Pinang	160	26,010	615,16
6	Dumai	220	98,653	223,00
7	Bagan Siapi-API	70	15,97	438,32
8	KID	180	39,044	461,02
9	Wina	130	24,517	530,24
10	Tenayan	550	16,671	3299,14
11	Perawang	812	28,968	2803,09
12	Siak	300	18,854	1591,17

5. KESIMPULAN DAN SARAN

Pada Skenario I untuk skenario eksisting sebelum dilakukan *looping scheme*, profil tegangan di sekitar Dumai mendekati batas minimum tegangan yang diizinkan oleh Grid Code Sumatera yaitu kurang dari 10%. Setelah dilakukan 10 Skenario dapat disimpulkan bahwa tegangan menjadi lebih baik dan sesuai tegangan yang diizinkan oleh Grid Code Sumatera saat telah dilakukan *looping scheme*.

Kondisi pembebanan penghantar sebelum dilakukan *looping scheme* pada skenario I menunjukkan bahwa pembebanan penghantar segmen Balaipungut-Duri adalah sebesar 55% yang sudah tidak memenuhi kriteria N-1. Sedangkan saat dilakukan *looping scheme* KID-SIAK (skenario II), pembebanan penghantar daerah Balaipungut-Duri turun sebesar 39%. Begitu pula pada skenario VII yaitu Ketika ditambahkan ekspansi beban sebelum dilakukan *looping scheme* KID-SIAK pembebanan penghantar Balaipungut-Duri menjadi 57% dan setelah dilakukan *looping scheme* antara KID-SIAK turun menjadi 40%. Serta pada Skenario IX saat Pembangkit MPP Duri mengalami gangguan sebelum dilakukan *looping scheme* KID-SIAK pembebanan penghantar Balaipungut-Duri menjadi 54% dan berhasil turun menjadi 36% setelah dilakukan *looping scheme* KID-SIAK (Skenario X).

Pada Skenario VII saat dilakukan skenario penambahan beban sebesar 12 MW di GI Wina sebelum *looping scheme* menunjukkan bahwa tegangan di sekitar Gardu Induk Dumai, Bagan Siapi-API, KID, dan Wina memiliki tegangan yang sudah melewati batas yang diizinkan oleh Grid Code yaitu dibawah 135 kV (kurang dari 10% tegangan nominalnya) dan pembebanan penghantar di Segmen Balaipungut-Duri sebesar 57% yang tidak memenuhi N-1. Setelah dilakukan skenario VIII yaitu pada saat ekspansi beban 12 MW di GI Wina setelah dilakukan *looping scheme* nilai tegangannya sudah memenuhi tegangan nominalnya dan persentase pembebanan penghantarnya memenuhi kriteria N-1. Adapun ekspansi beban maksimum yang dapat ditambahkan pada GI Wina berdasarkan simulasi skenario XXII adalah sebesar 130 MW.

Saat eksisting sebelum *looping scheme* untuk tegangan di area Dumai mendekati batas minimum Grid Code Sumatera kurang dari 10% dan setelah dilakukan *looping scheme* menjadi lebih baik dengan dilakukan beberapa skenario.

Saat skenario 1 menunjukkan pembebanan penghantar Balaipungut-Duri 55% tidak memenuhi kriteria untuk skenario II (*looping* KID-SIAK) turun sebesar 39%, Skenario VIII (Ekspansi Beban di Wina Setelah *Looping* KID-SIAK), dan Skenario X (Pembangkit MPP Duri *off* setelah *Looping* KID-SIAK) adalah skenario yang paling aman untuk diterapkan dari nilai tegangan yang memenuhi persyaratan yang diizinkan standar Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*GRID CODE*) yaitu tidak kurang 10% dan tidak lebih 5% dari tegangan nominalnya pada ekspansi beban 12 MW

DAFTAR PUSTAKA

- [1] KESDM, “Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (Grid Code),” *Menteri Energi dan Sumber Daya Miner. Republik Indones.*, no. 3, pp. 417–607, 2020.
- [2] PLN, “Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2021-2030.,” *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga List. 2021-2030*, pp. 2019–2028, 2021.
- [3] M. Amir and I. A. Winarno, “ANALISIS SUSUT TEGANGAN SALURAN TRANSMISI TEGANGAN EKSTRA TINGGI 500 kV,” *Sinusoida*, vol. 22, no. 2, pp. 1–9, 2020.
- [4] H. C. Seo, “New protection scheme in loop distribution system with distributed generation,” *Energies*, vol. 13, no. 22, 2020.
- [5] I. Ketut Ta, W. Sudiartha Dan I, N. Mudiana, K. Kunci, K. Sistem, and S. / Saifi, “Analysis The Use of Loop Scheme System 20 KV Medium Voltage Networks Blahkiuh Feeders Against Reliability Systems,” *Juli*, vol. 14, no. 2, pp. 117–125, 2014.
- [6] J. Li *et al.*, “Hierarchical and partitioned planning strategy for closed-loop devices in low-voltage distribution network based on improved KMeans partition method,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 477–485, 2023.
- [7] G. Štumberger, K. Deželak, M. Rošer, R. Škof, and T. Kastelic, “Medium-voltage distribution feeders in open-loop and closed-loop arrangement,” *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 10, pp. 740–743, 2012.
- [8] J. Lia, “Strategi perencanaan hierarkis dan partisi untuk perangkat loop tertutup dalam jaringan distribusi tegangan rendah berdasarkan metode partisi KMeans yang ditingkatkan,” vol. 9, pp. 477–485, 2023.
- [9] S. Li, L. Wang, X. Gu, H. Zhao, and Y. Sun, “Optimization of loop-network reconfiguration strategies to eliminate transmission line overloads in power system restoration process with wind power integration,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 134, no. February 2021, p. 107351, 2021.
- [10] Central Electricity Authority, “Electricity Distribution Network Planning Criteria Central Electricity Authority 2023,” 2023.
- [11] E. Engineering, “Transmission and Distribution – SEEA1402 UNIT 1-STRUCTURE OF ELECTRIC POWER SYSTEM”.
- [12] Y. S. Oh *et al.*, “Fault detection scheme based on mathematical morphology in last mile radial low voltage DC distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 106, no. October 2018, pp. 520–527, 2019..